

Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen

am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden

Johannes Thema, Wuppertal Institut

Martin Thema, OTH Regensburg



Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Autoren:**Johannes Thema**

Wuppertal Institut
Abteilung Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik
E-Mail: johannes.thema@wupperinst.org

Martin Thema

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)
E-Mail: martin.thema@oth-regensburg.de

„**Wuppertal Papers**“ sind Diskussionspapiere. Sie sollen frühzeitig mit bestimmten Aspekten der Arbeit des Instituts vertraut machen und zu kritischer Diskussion einladen. Das Wuppertal Institut achtet auf ihre wissenschaftliche Qualität, identifiziert sich aber nicht notwendigerweise mit ihrem Inhalt.

Wuppertal, Januar 2019
ISSN 0949-5266

Bildnachweis: © Johannes Thema, Tagebau Hambach, 2018

Dieses Werk steht unter der Lizenz Creative Commons Namensnennung-NichtKommerziell-KeineBearbeitung 4.0 International. Die Lizenz ist abrufbar unter <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungen	3
Tabellen	3
Zusammenfassung	4
1 Hintergrund: Energiewende braucht Stromspeicher	4
2 Technisches Konzept	6
3 Potenzielle Speicherkapazitäten	9
4 Integration: Bestehende Infrastruktur und künftige Optionen	12
5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Umweltauswirkungen	13
6 Wirtschaftlichkeit	13
7 Gegenüberstellung des Konzepts mit anderen Speicheroptionen	17
8 Fazit	18
9 Literaturverzeichnis	19
10 Anhang	21
Danksagung	21

Abbildungen

Abbildung 1 Vier-Phasen-Modell der Energiewende -----	4
Abbildung 2 Kapazitäten und Ausspeicherzeiten bestehender Speichertechnologien -----	6
Abbildung 3 Schematische Darstellung Funktionsweise Pumpspeicherwerk in Tagebauen-----	7
Abbildung 4 Lage der Tagebaue Hambach (mitte), Garzweiler (oben) und Inden (links)-----	8
Abbildung 5 Schematische Darstellung der Tagebaue Hambach, Garzweiler, Inden mit Pumpspeicherwerken -----	10
Abbildung 6 Mögliche Speicherkapazität eines PSW Hambach, Garzweiler, Inden -----	11
Abbildung 7 Erste Schätzung von Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung-----	14

Tabellen

Tabelle 1 Entfernung zwischen den zu verbindenden Tagebauen (theoretische Rohrleitungslänge oder Länge des notwendigen Tunnelsystems).-----	9
Tabelle 2 Angenommene Ausdehnung der drei betrachteten Tagebaue (geometrische Form: Dreiecksquader) -----	10
Tabelle 3 Mögliche Ein- und Ausspeicherdauern bei einer Pumpspeicherleistung von 1-4 GW und Speicherkapazitäten von 230-370 GWh-----	12
Tabelle 4 Multikriterieller Vergleich von Tagebau-Pumpspeicher mit anderen Optionen -----	17
Tabelle 5 Multikriterieller Vergleich von Speicheroptionen (Bandbreiten) -----	21

Zusammenfassung

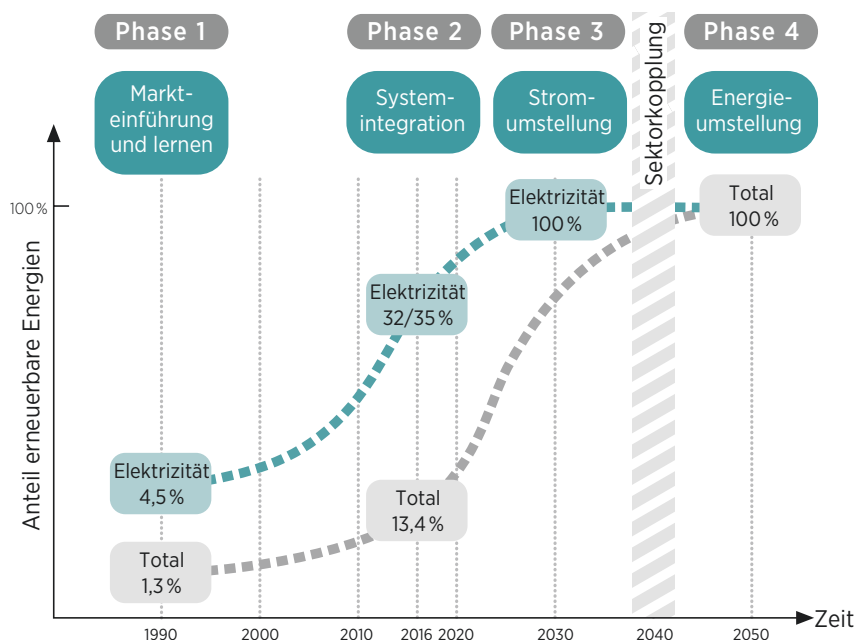
Mit fortschreitender Energiewende steigt der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Deren Angebot variiert im Tagesverlauf, nach Wetterlage und saisonal. Um Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, benötigt es daher Speicher mit großen Kapazitäten. Von allen technologischen Optionen mit großer Speicherkapazität, sind Wasser-Pumpspeicherwerke die einzige, die langjährig erprobt und mglw. wirtschaftlich ist. Diese könnten in Braunkohletagebauen, welche im Zuge der Energiewende aufgegeben werden, errichtet werden. Unsere Übersichtsrechnung am Beispiel eines Pumpspeicherwerks in den heutigen Tagebauen Hambach, Garzweiler und Inden zeigt, dass diese mit bis zu 400 GWh ein signifikantes technisches Speicherpotenzial haben. Dies entspricht etwa der kontinuierlichen Maximalleistung eines Kernkraftwerks über zwei Wochen.

Im Kontext der Diskussion um den Braunkohleausstieg skizziert das Papier ein netzdienliches Nachnutzungskonzept für Braunkohletagebaue, das zumindest für einen Teil der heute in der Kohleförderung und –Verstromung Beschäftigten mögliche Zukunftsperspektiven bietet.

1 Hintergrund: Energiewende braucht Stromspeicher

Die Energiewende in Deutschland hat zum Ziel, Energie langfristig zu 100 % aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen, im Stromsektor zielt Deutschland auf 50–65 % schon bis 2030 (BMWi 2019, 31). Sie umfasst nicht nur den Stromsektor, sondern auch Mobilität, Wärme und Industrie. Gerade in diesen Sektoren wird der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen besonders herausfordernd. Alle bestehenden Szenarien erwarten eine Dekarbonisierung weitgehend über direkte Elektrifizierung auch dieser Bereiche oder Anwendung strombasierter synthetischer Brennstoffe – durch erneuerbar erzeugten Strom, die sogenannte Sektorenkopplung.

Abbildung 1 Vier-Phasen-Modell der Energiewende



Quelle: Wuppertal Institut/Schneidewind (2018), S. 194

Mittel- bis langfristig wird der Großteil der in Deutschland verbrauchten Energie also über regenerativ erzeugten Strom bereitgestellt werden. Da die Potenziale für Laufwasser- und Speicherkraftwerke wie auch für Biomasse und Geothermie in Deutschland weitgehend ausgeschöpft sind, bleiben als erneuerbare Erzeugungstechnologien Windkraftanlagen an Land und auf See sowie Solarenergie als Photovoltaik (Aufdach- und Flächenanlagen) und Solarthermie. Diese Technologien haben gemein, dass die Erzeugungskapazitäten nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen, sondern nur bei entsprechender Sonneneinstrahlung bzw. Windverhältnissen – man spricht von Fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE). Damit die nachhaltige Transformation des Energiesystems gelingt, und künftig ein fluktuierendes Angebot die Nachfrage decken kann, benötigt es:

- soweit als möglich **Reduktion der Gesamtnachfrage** durch Effizienz und Einsparmaßnahmen in allen Sektoren,
- wo möglich, **Steuerung der Nachfrage** (Reduktion von Lastspitzen, Abfangen von Erzeugungsüberschüssen und Ausgleich von Netzengpässen) sowie **Flexibilisierung der Erzeugung** (bspw. in Biogasanlagen),
- **Transport und Verteilung** der Energiemengen von den momentanen Orten des Dargebots über ertüchtigte Netze zum Verbraucher und letztlich
- **Speicherung** von Energie zur Überbrückung von Zeiten niedrigen Dargebots und zum Abfangen überschüssig erzeugter Mengen.

Energiespeicher sind ein entscheidender Faktor in der Energieversorgung (Sternier & Stadler 2017, Pape et al. 2014, Adamek et al. 2012). Sie sorgen für zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und sind damit neben den o.g. weiteren Ansätzen einer der technologischen Grundpfeiler für eine funktionierende Energiewende. Mit zunehmendem Anteil von Energiemengen aus regenerativer Erzeugung müssen die Energiesektoren flexibler und stärker verbunden werden um Erzeugungsüberschüsse wie Verbrauchsspitzen, welche zeitlich oft nicht kongruent sind, auszugleichen. Werden ambitionierte Klimaziele umgesetzt und bis 2050 100 % erneuerbare Energien im Strommix erreicht, werden spätestens ab 2035 oder Anteilen erneuerbarer Energieerzeugung von 60-80 % Speicherkapazitäten im Gigawatt-Maßstab benötigt (Thema et al. 2016, Sternier & Stadler 2017).

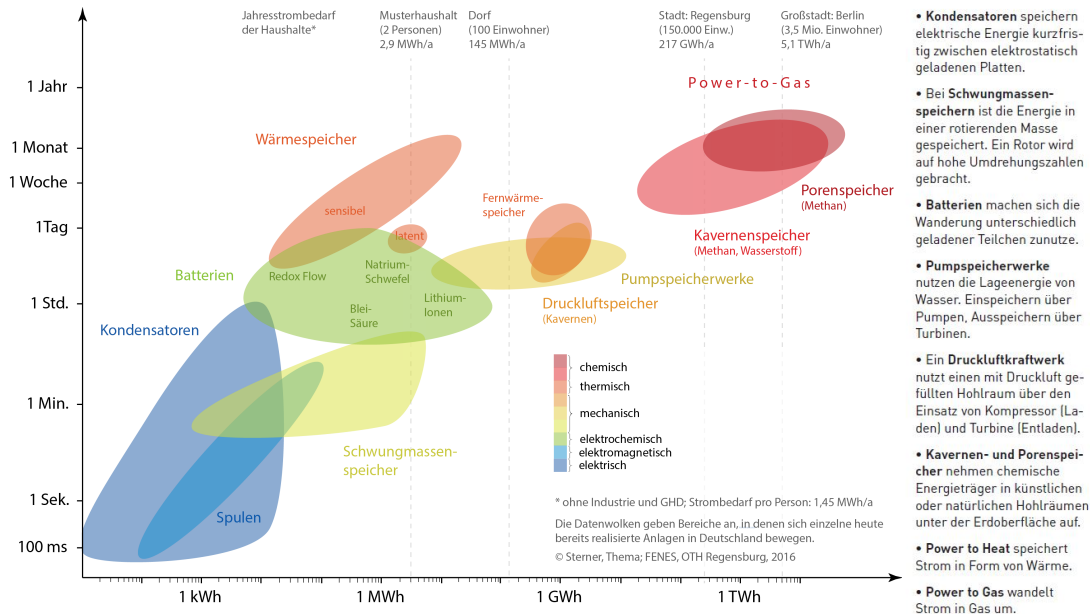
Da die solare Einstrahlung und auch Wind saisonal stark schwankt, werden, insbesondere um die im Winter höhere Wärmenachfrage zu decken, mittelfristig große Speicherkapazitäten notwendig. Diese sollten möglichst in geografischer Nähe zu Erzeugung oder Verbrauch stationiert sein, um Leitungsverluste zu minimieren. Jedoch auch kurzfristige Fluktuation müssen ausgeglichen werden um die Netzstabilität zu gewährleisten (Spannungshaltung, Primärregelleistung).

Vonseiten der Speichertechnologien gibt es hierfür Lösungen für kurzzeitigen (z.B. Schwungmassenspeicher), mittelfristigen (z.B. Batteriespeicherkraftwerke, kleinere Pumpspeicher) oder längerfristigen (größere Pumpspeicherwerke, Power-to-X) Ausgleich.

Abbildung 2 zeigt Kapazitäten und Speicherdauer („Ausspeicherzeit“) verschiedener Speichertechnologien. Evident ist, dass die notwendigen großen Speicherkapazitäten von >1 GWh von nur wenigen Technologien bereitgestellt werden können: Wärmespeicher (als Power-to-Heat oder Fernwärme), Druckluftspeicher, Pumpspei-

chekraftwerke oder als chemische Energiespeicher (Power-to-Gas) in Wasserstoff oder Methan (verschiedene Lagermöglichkeiten).

Abbildung 2 Kapazitäten und Ausspeicherzeiten bestehender Speichertechnologien



Die Datenwolken geben Bereiche an, in denen sich einzelne heute bereits realisierte Anlagen in Deutschland bewegen (ohne Industrie und GHD, Strombedarf pro Person: 1,45 MWh/a). Quelle: Sterner & Stadler (2017), OTH Regensburg, FENES.

Fast alle dieser Technologien befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium und werden erst zögerlich großskalig angewendet. Anlagenkosten sind daher (noch) vergleichsweise hoch und der technische Wirkungsgrad ist für viele relativ niedrig. Entsprechend sind die Anlagen heute meist kaum wirtschaftlich. Für einen Vergleich verschiedener Speichertechnologien siehe Abschnitt 7.

Die einzige in Deutschland seit 1930 großtechnisch betriebene Speichertechnologie sind Wasser-Pumpspeicherwerke. Die Technologie wurde kontinuierlich verbessert und ist ausgereift mit technischen Wirkungsgraden von 75-80 %.

Da Pumpspeicherwerke stets über ein Ober- und ein Unterwasserbecken verfügen, die häufig angelegt werden müssen, stellen sie meist erhebliche Eingriffe in Ökologie und Landschaft dar. In Deutschland galt das Potenzial daher als ausgeschöpft. Mit absehbarem Auslaufen der Braunkohleförderung stehen jedoch potenziell signifikante Anlagenstandorte zur Verfügung.

2 Technisches Konzept

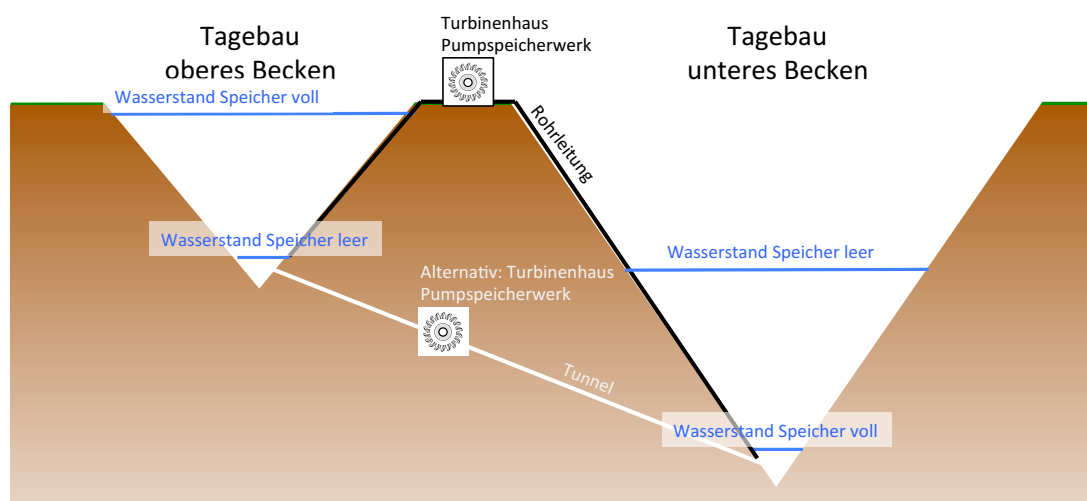
Pumpspeicherwerke arbeiten mit der Höhendifferenz zweier oder mehrerer Wasserreservoirs. Mit zu speichernder elektrischer Energie wird Wasser aus dem unteren Becken in das obere Becken gepumpt und so in Form von Lageenergie gespeichert.

Der technische Ansatz, Pumpspeicherwerke in aufgelassenen Tagebauen umzusetzen, wird in Patent DE 000019513817 B4 (erteilt 2004, ausgelaufen) der Firma ETC Energietechnik beschrieben. Braunkohletagebaue eignen sich grundsätzlich als Speicherbecken für Pumpspeicherwerke, da sie erhebliche Ausdehnung und damit Spei-

cherkapazitäten haben und zudem meist relativ nah an Erzeugungs- oder Verbrauchsstätten liegen.

Möglich ist, ein Oberbecken künstlich z.B. auf Abraumbergen zu errichten. Einfacher ist jedoch die Nutzung vorhandener nahegelegener Gruben mit der tiefsten als Unterbecken. Möglich ist auch die Kombination mit mehreren Oberbecken. Die Ein-/Ausspeicherung kann entweder durch einen Tunnel erfolgen (mit geringeren Wirkungsgradverlusten aber höherem Investitionsaufwand) oder über kommunizierende Rohrleitungen (s. Abbildung 3). Je größer die Höhendifferenz und das Speichervolumen, desto größer die potenzielle Leistung wie auch Speicherkapazität des Kraftwerks.

Abbildung 3 Schematische Darstellung Funktionsweise Pumpspeicherwerk in Tagebauen



Quelle: eigene Darstellung

Im Patent DE 000019513817 B4 wird für solche Anlagen weiter beschrieben, dass sich „je nach Füllstand des Ober- und des Unterbeckens eine erhebliche Schwankung der Höhendifferenz zwischen dem Wasserstand des Oberbeckens und des Unterbeckens einstellt. So kann es durchaus zutreffen, daß sich für ein Pumpspeicherwerk bei vollem Oberbecken und leerem Unterbecken eine Höhendifferenz von z.B. 400 m ergibt, während dieselbe Beckenanlage bei fast leer gelaufenem Oberbecken und nahezu vollem Unterbecken eine Höhendifferenz von z.B. 20m aufweist. D.h. es wird besonders großer Wert auf eine optimale Ausnutzung der Speichermöglichkeit der Becken gelegt. Die damit verbundenen Probleme bei der Auslegung der Pumpen und Turbinen sind dem unterzuordnen.

[...] Im allgemeinen werden die Pumpspeicherwerke so ausgelegt (Verhältnis der installierten Leistung zur gespeicherten Wassermenge), dass diese Leistung wenigstens 4 Stunden zur Verfügung steht. Bevorzugt sind jedoch Pumpspeicherwerke, die eine Verfügungszeit von mindestens 50h aufweisen. [...] Die Auslegung der Pumpen- und Turbinenleistung erfolgt entsprechend der geforderten Anwendungsart des Pumpspeicherwerkes.“

Grundsätzlich sind solche Pumpspeicherwerke in allen Tagebauen möglich, die über mindestens zwei Gruben verfügen, von denen idealerweise eine tiefer ist. Dies trifft auf die meisten deutschen Reviere zu. Welche Leistungsklasse für die Pum-

pen/Turbinen gewählt wird, ist entsprechend abhängig davon, ob eher kurz- oder langfristig gespeichert werden soll. Durch in der Leistung abgestufte Pumpen-/Turbinensätze kann hier eine Flexible Einsatzmöglichkeit geschaffen werden.

Die derzeit noch aktiven Tagebaue des rheinischen Braunkohlerevierts, welche für dieses Beispiel herangezogen werden, umfassen als zentrales unteres Becken den mit über 400 m Teufe tiefsten und größten Tagebau Hambach. Als Oberwasserbecken kommen die mit 200-250 m weniger tiefen und kleineren Tagebaue Garzweiler und Inden in Frage.

Da Braunkohle wegen ihres geringen kalorischen Energiegehalts nah an den Gruben verfeuert wird, liegen die großen Blöcke der Kraftwerke Niederaußem, Neurath, Frimmersdorf und Weisweiler in unmittelbarer Nähe und sind zudem über Umspannwerke an das bestehende Übertragungsnetz angeschlossen (s. Abbildung 3). Die Tagebaue liegen in geografischer Nähe zu den Ballungs- und Industriezentren um Köln, Düsseldorf und Neuss sowie Aachen und Mönchengladbach.

Abbildung 4 Lage der Tagebaue Hambach (mitte), Garzweiler (oben) und Inden (links)



© OpenStreetMap, eigene Darstellung der Infrastrukturen

Technische Machbarkeit

Das Konzept, Pumpspeicher in Tagebauen zu errichten, wurde nach der Patentanmeldung 1998 an eine Vielzahl von Akteuren, auch die großen Stromkonzerne, herangetragen. Eine Umsetzung scheiterte nicht an der Machbarkeit¹. Zudem stellte auch Schulz (2009) die Machbarkeit fest. Diese wurde nach Auskunft der Patentinhaber ETC Energietechnik 2014 auch von RWE festgestellt (Siol 2018), sowie 2012 in einem Gutachten des Forschungszentrums Jülich. Hier werden sowohl Anlagen mit einem künstlichen Oberbecken, das durch Aufschüttung eines Ringwalls angelegt wird, als auch solche die zwei Tagebau-Restlöcher nutzen als grundsätzlich möglich eingeschätzt. Im Einzelfall zu prüfen ist jedoch (s. auch FZ Jülich 2012, 51):

- Grundwasserstand: Wasserdruck auf Speichersee, Hangstabilität, Auftrieb in Umgebung bei höherem Grundwasserstand (z.B. Auswirkung auf Straßen)
- Erosionsgefahr der Hänge durch stark schwankende Pegel, insb. auf Abraumseite
- Ggf. Sicherung und/oder Versiegelung des Speicherbeckens

3 Potenzielle Speicherkapazitäten

Annahmen

Die Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden werden für eine erste überschlägige Berechnung zur Speicherkapazität als Dreiecks-Quader (s. Abbildung 5) mit den in Tabelle 2 gelisteten Abmessungen angenommen. Es wird weiterhin angenommen, dass die beiden kleineren und weniger tiefen Tagebaue Garzweiler und Inden als Oberwasser- und der Tagebau Hambach als Unterwasserbecken genutzt werden.

Dies setzt voraus, dass die Tagebaue entweder a) über kommunizierende Röhren an der Oberfläche (s. Abbildung 5) oder b) über unterirdische Tunnelsysteme miteinander verbunden werden. Die Maschinenhäuser könnten bei a) an der Oberfläche gebaut werden, es bliebe aber zu prüfen, ob die Druckverhältnisse technisch in den Griff zu bekommen sind. Unter b) gäbe es oberflächennah keinerlei Eingriffe in die Umgebung. Die zu überbrückenden Entfernungen betragen ca. 15 km zwischen Hambach und Garzweiler und 10 km zwischen Hambach und Inden (Tabelle 1).

Tabelle 1 Entfernung zwischen den zu verbindenden Tagebauen (theoretische Rohrleitungslänge oder Länge des notwendigen Tunnelsystems).

Zu verbindende Tagebaue	Entfernung
Garzweiler – Hambach/Etzweiler	ca. 15 km
Inden – Hambach/Etzweiler	ca. 10 km

Quelle: eigene Auswertung auf Basis Satellitenbilder von Google Maps.

¹ Laut Auskunft der Patenteigner ETC Energietechnik stand das ständige Fortschreiten der Tagebaue und der Widerspruch zu bestehenden Braunkohleplänen und Betriebsplänen einer Realisierung des Pumpspeichers entgegen. Der Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien war gering, ein Ende der Kohleförderung nicht absehbar. Entsprechend standen z.B. in der Lausitz „Landesplanung, bergrechtliche Betriebsplanung, sowie der fortgeschrittene Stand in der Herstellung der Gewässer“ (Befüllung ehemaliger Tagebaue) Pumpspeichern entgegen (Siol, 2018).

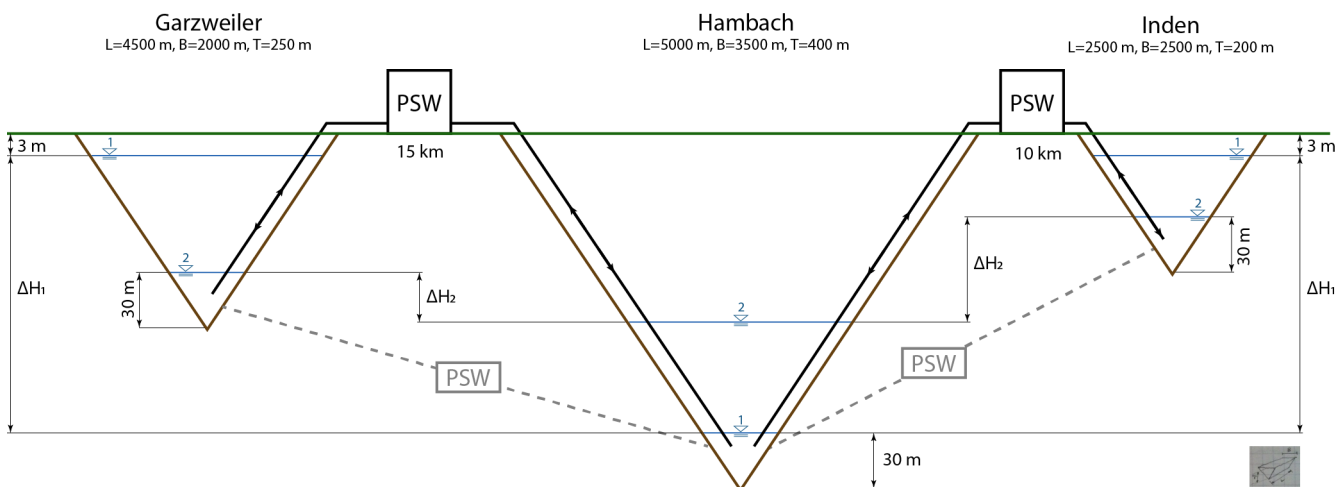
Tabelle 2 Angenommene Ausdehnung der drei betrachteten Tagebaue (geometrische Form: Dreiecksquader)

Tagebau	Garzweiler	Hambach/Etzweiler	Inden
Länge	4500 m	5000 m	2500 m
Breite	2000 m	3500 m	2500 m
Tiefe	250 m	400 m	200 m

Quelle: eigene Auswertung auf Basis Satellitenbilder von Google Maps.

Dabei wird davon ausgegangen, dass bei Maximalfüllstand im Oberwasser (Garzweiler und Inden) der Wasserspiegel 3 Meter unterhalb des Umgebungsniveaus liegt. Gleichzeitig liegt der Minimalfüllstand im Unterwasser (Hambach/Etzweiler) bei einer Teufe von 370 Metern, was einem Wasserstand von 30 Metern über Grund entspricht. Dieser Minimalfüllstand von 30 Metern über Grund gilt auch als Grenzwert für die Oberwasserbecken entsprechend 220 Metern Teufe für Garzweiler und 170 Metern Teufe für Inden. Hieraus ergeben sich die geodätischen Höhendifferenzen welche der Berechnung der Pumpspeicherkapazitäten zugrunde gelegt sind.

Abbildung 5 Schematische Darstellung der Tagebaue Hambach, Garzweiler, Inden mit Pumpspeicherwerken



Quelle: eigene Darstellung. Erläuterung: PSW=Pumpspeicherwerk, 1=Speicher voll, 2=Speicher leer, ΔH_1 =Maximale Differenz der Wasserspiegel bei vollem Speicher, ΔH_2 =minimale Differenz der Wasserspiegel bei leerem Speicher. Bei $\Delta H_1, \text{Garz} = 400 \text{ m} - 30 \text{ m} - 3 \text{ m} = 367 \text{ m} = \Delta H_1, \text{Inden}$.

Die Pumpspeicherwerke können optional an der Oberfläche zwischen den Tagebauen oder unterirdisch bzw. in den Tagebauen aufgebaut und mittels kommunizierender Röhren oberirdisch mit Rohrleitungen oder unterirdisch mittels eines Tunnelsystems verbunden werden.

Berechnung

Ausgehend von den oben genannten Annahmen wurde mit einer Schrittweite von einem Meter berechnet, welche Volumina mit welchen Höhendifferenzen aus den Oberwasserbecken (den Tagebauen Inden und Garzweiler) ins Unterwasser (Hambach/Etzweiler) fließen können. Die daraus resultierende theoretisch nutzbare po-

tenzielle Energie wurde mit einem Wirkungsgradbereich von 50-80 %² belegt um anfallende Verluste (Rohrleitungen, Kraftwerksverluste, Speicherverluste durch Grund- und Sickerwasser, Verdunstung, etc.) überschlägig zu berücksichtigen. Rohrleitungsverluste wären etwa bei einer Tunnellösung deutlich geringer, die Speicherkapazität damit höher.

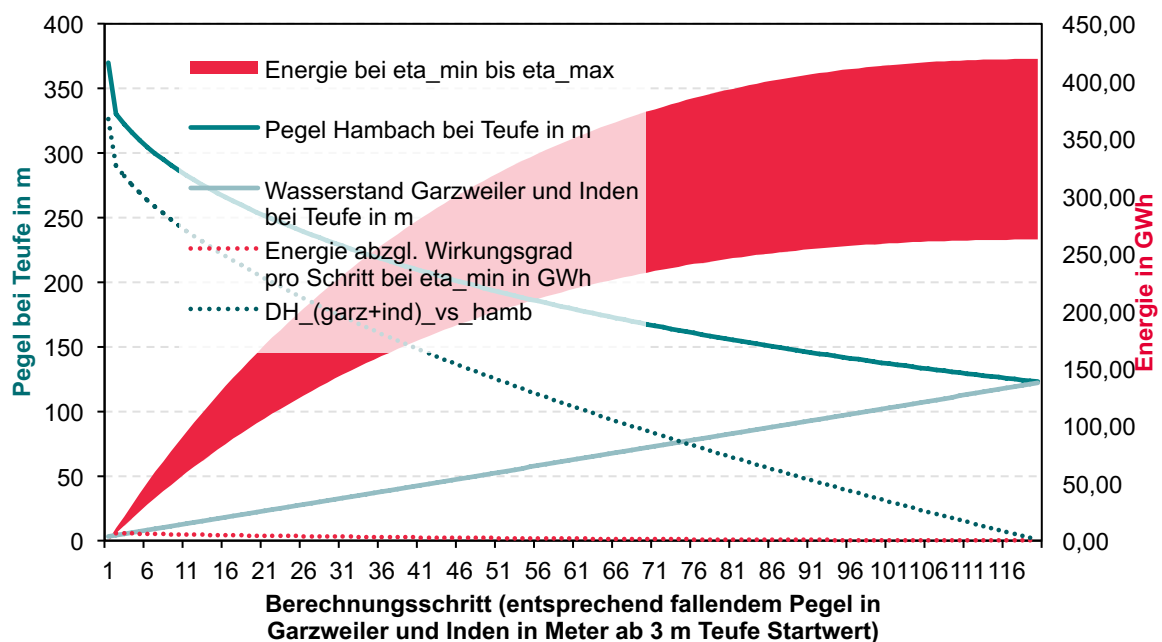
Ergebnisse

Abbildung 6 zeigt die Speicherkapazität entlang der Simulationsschritte. Unter der Annahme, dass das Pumpspeicherwerk eine minimale Höhendifferenz von 100 Metern benötigt, resultiert eine Pumpspeicherkapazität von 230-370 GWh (theoretischer Wert über alle Höhendifferenzen: 260-420 GWh).

Zum Vergleich: das größte bestehende deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Thüringen) besitzt eine Speicherkapazität von 8,5 GWh bei einer maximalen Leistung von 1 GW. Alle bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland zusammen haben eine Speicherkapazität von ca. 40 GWh (Deutscher Bundestag 2017).

Schulz (2009, 11) berechnet für 10 % der Restseen im Mitteldeutschen Revier (nur diese sind demnach geeignet) eine Speicherkapazität von 78 GWh. Die theoretische Gesamtkapazität aller bestehenden Tagebauseen umfasst demnach 983 GWh, die jedoch nicht ausschöpfbar sind, da schon geflutet (Schulz 2009, 14).

Abbildung 6 Mögliche Speicherkapazität eines PSW Hambach, Garzweiler, Inden



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Berechnungen.

Bei einer angenommenen Pumpspeicherleistung von 1-4 GW (entspricht der Leistung von etwa 1-4 Kernkraftwerken) wären für das Beispiel kontinuierliche Ein- und

² Für Pumpspeicher kann nach Giesecke et al. (2014) ein Gesamtwirkungsgrad von 70-90 % angesetzt werden. Aufgrund nicht-idealer Länge der Triebwasserleitungen sowie eventueller zusätzlicher Speicherverluste durch Sickerwasser im Tagebau wurde der Wirkungsgradbereich hier für eine erste Abschätzung konservativ deutlich darunter gewählt.

Ausspeicherdauern (bei konstanter Maximalleistung) von 2,4 Tagen bis zu zwei Wochen denkbar (Tabelle 3).

Tabelle 3 Mögliche Ein- und Ausspeicherdauern bei einer Pumpspeicherleistung von 1-4 GW und Speicherkapazitäten von 230-370 GWh

Pumpspeicherleistung (bei 230-370 GWh Kapazität)	Ein-/Ausspeicherdauer
1 GW	9,6 – 15 Tage
2 GW	4,8 – 7,7 Tage
3 GW	3,2 – 5,1 Tage
4 GW	2,4 – 3,9 Tage

Quelle: eigene Berechnungen.

Bei dieser Speicherkapazität ist auch eine Mischung aus kurz- und langfristiger Speicherung denkbar, etwa um täglich auftretende Lastspitzen auszugleichen, Wetterlagen über einige Tage sowie saisonale Varianzen in Sonneneinstrahlung und Wind.

4 Integration: Bestehende Infrastruktur und künftige Optionen

Da Kohlekraftwerke in unmittelbarer Nähe der bisherigen Tagebaue errichtet wurden, sind diese auch an bestehende Stromnetze angeschlossen, mögliche Pumpspeicherwerke also bereits netzseitig weitgehend in relevanter Leistungsgröße erschlossen. Zudem befinden sich die meisten Tagebaue in geringer Distanz zu Ballungs- und Industrie- und damit Stromverbrauchscentren. Pumpspeicherwerke können entweder als Speicher für temporär „überschüssigen“ Strom im Netz dienen, um diesen später wieder zur Verfügung zu stellen, oder direkt an nahegelegene Erzeuger angeschlossen werden.

Auch der erste Fall wird bei steigenden Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien im Stromnetz künftig an Relevanz gewinnen. Im bisherigen Marktdesign werden Pumpspeicherwerke jedoch als normale Verbraucher behandelt, die bspw. die vollen Netzentgelte bezahlen (s. Abschnitt 5). Dies macht Pumpspeicher häufig unwirtschaftlich.

Sollten an Braunkohle-Standorten künftig Wind- oder PV-Kraftwerke größeren Maßstabs errichtet werden, können die Pumpspeicher direkt vor Ort als Speicheroption dienen. Damit werden die fluktuierende Erneuerbare Energien praktisch zum Regenergiekraftwerk, das Strom genau dann bereitstellen kann, wenn er benötigt wird.

Für den Beispielstandort Hambach, Garzweiler, Inden hat Greenpeace Energy (Greenpeace Energy 2018 und Energy Brainpool 2018) ein Konzept für ein Hybridkraftwerk aus Windkraft und PV vorgelegt. Dieses umfasst eine Gesamterzeugungskapazität von 8,2 GW_p und sieht eine Ablöse der Tagebaue und Kraftwerksblöcke zum von Energy Brainpool (2018) geschätzten Preis für den Restwert von 384 Mio. € vor. Das Konzept umfasst jedoch nur Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und ließe sich um die vorgeschlagene Speicherkomponente ergänzen.

Nicht zuletzt bieten Bau und Betrieb größerer PSW-Anlagen zumindest für einen Teil der heute in der Braunkohleförderung und –Verstromung Beschäftigten mögliche Zukunftsperspektiven.

5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Umweltauswirkungen

Für beide hier beschriebenen Varianten mit Leitungen als Tunneln oder kommunizierende Röhren (oberirdisch/oberflächennah) bleiben zahlreiche auch rechtliche Fragen zu klären. Fragen beziehen sich z.B. auf Fragen zum Leitungsverlauf über/unter Grundstücken, dazu erforderliche Genehmigungsverfahren, zuständige Behörden (Kommune/Bezirksregierung/Land). Selbiges gilt für die Errichtung/Ertüchtigung der Speicherbecken und der Kraftwerke selbst. Hierzu ist ein separates rechtliches Gutachten notwendig, das die Rahmenbedingungen insbesondere im Bergrecht, Baurecht, Wasserrecht und Umweltrecht prüft.

Für Tagebaue bestehen bereits Nutzungspläne für die Zeit nach Ende des Abbaus. Die Errichtung von Pumpspeicherwerken bedürfte entsprechend einer Änderung des Nutzungsplans in einem Genehmigungsverfahren (FZ Jülich 2012, 54). Soweit für beide Becken Tagebau-Restlöcher genutzt werden, könnte nach Schulz (2009) ggf. ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach Bergrecht angewandt werden.

Bisherige Nutzungskonzepte sehen (auch für das vorliegende Beispiel) meist eine Flutung der Tagebaue und Nachnutzung für Freizeit und Tourismus vor. Hier könnten also Nutzungskonflikte entstehen – wobei die Tagebaue in bisher intensiv durch den Bergbau genutzten Landstrichen liegen.

Der Bau von Becken, Leitungen und technischen Bauwerken benötigt zum einen erhebliche Flächen. Zudem ergeben sich durch den Neubau von PSW üblicherweise bau-, anlage- und betriebsbedingte Auswirkungen auf umliegende Flora und Fauna, wie z. B. Biotopverlust und Verdrängung, Veränderung von Standortfaktoren und Störungswirkungen während der Bauzeit, es verändert sich nicht nur das Landschaftsbild und die Morphologie der betroffenen Region, sondern damit auch das Abflussverhalten des Unterwassers und die Standortbedingungen in den Uferzonen und das Risiko von Schadstoffauswaschungen kann steigen.

Die Umweltauswirkungen dürften im vorliegenden Fall jedoch weit unterhalb derer der bestehenden Tagebaue liegen, müssen jedoch wegen sehr unterschiedlicher lokaler Bedingungen eingehend geprüft werden. Das FZ Jülich (2012, 55) erwähnt etwa mögliche Auswirkungen auf den Grundwasserspiegel, falls das Unterbecken nicht in wasserdichtem Boden liegt und nicht abgedichtet wird. Auswirkungen auf Biotope, Flächen und Beeinträchtigung während Bau und Betrieb dürften (außer für den Leitungsbau) kaum größer sein, als die bestehenden Tagebaue.

6 Wirtschaftlichkeit

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus der Abschätzung von Investitions- und Betriebskosten und der Deckungsbeiträge, die sich aus dem Speicherbetrieb ergeben (Netto-Überschüsse aus Ausspeicher-Erlösen abzgl. Einspeicher-Kosten sowie ggf. Regelleistungsvorhaltung). An dieser Stelle erfolgt keine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung, sondern eine erste Grobeinschätzung.

Abschätzung Investitions- und Betriebskosten

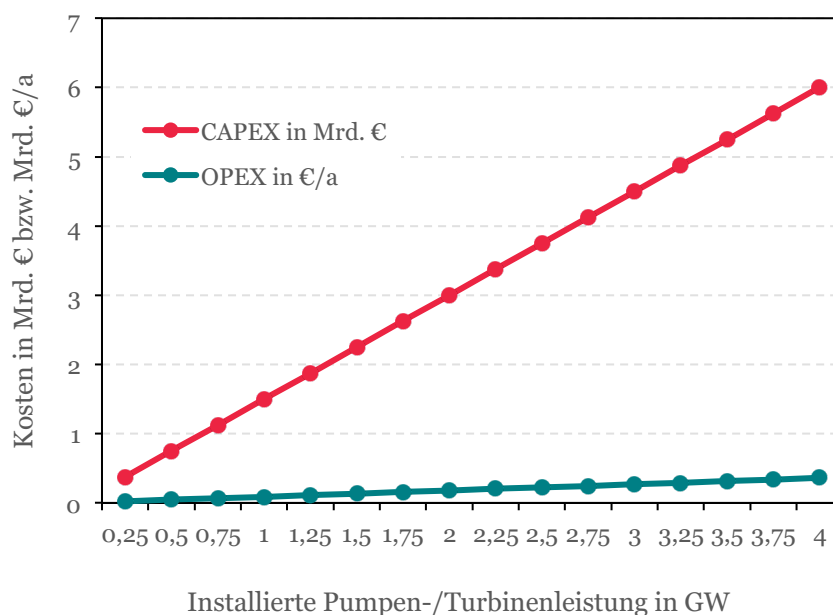
Nach Giesecke et al. (2014, 65; Abb. 3.6) lassen sich die Investitionskosten (CAPEX) für Pumpspeicherkraftwerke grob zu etwa 1500 €/kW abschätzen. Exakte Kosten hängen dabei von diversen Faktoren wie umgesetzter Pump-/Turbinentechnik, Einleitungs- und Entnahmebauwerken, Wehrtechnik, Bau künstlicher Gerinne (Rohre, Tunnelsysteme), Wasserschlösser, Zuwegung und Grundstücksfragen ab und unterliegen starken Schwankungen.

Betriebs- und Unterhaltskosten (OPEX) können überschlägig zu 3,0-6 % des Investitionsvolumens (CAPEX) pro Jahr angenommen werden (Giesecke, S. 81 ff.). Darunter fallen ca. 0,5-1,5 % auf die Baukosten bezogener Investitionsanteil, 2,5-3,5 % auf elektromaschinelle Ausrüstung entfallende Kosten und ca. 1 % auf Personalkosten. Alternativ können die Betriebskosten zu 15-20 % (zzgl. 10-15 % Personalkosten) der jährlichen Erlöse abgeschätzt werden (Giesecke 2014, 82).

Diese Annahmen sind aus Erfahrungswerten bestehender Kraftwerke abgeleitet. Inwiefern sie für die hier beschriebene Anwendung gelten, bleibt genauer zu prüfen.

Unter der Annahme eines notwendigen Investitionsvolumens von 1500 €/kW und Betriebskosten (inkl. Personal) von 6 % des Investitionsvolumens pro Jahr, sind anfallende Kosten für eine Kraftwerksleistung von 250 MW bis 4 GW in Abbildung 7 dargestellt. Aufgrund der Abstände zwischen den Tagebauen, welche mit höherem baulichem Aufwand verbunden sind als bei konventionellen Pumpspeichern, ist diese Abschätzung als stark optimistisch zu betrachten. Insbesondere eine unterirdische Maschinenhaus mit Tunnelsystem würde die Kosten vermutlich stark erhöhen.

Abbildung 7 Erste Schätzung von Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung



Quelle: eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Giesecke et al. (2014)

Für eine PSW-Leistung von 250 MW ergibt sich ein Investitionsvolumen in der Größenordnung von ca. 375 Mio. € mit Betriebskosten von ca. 23 Mio. €/a. Bei 4 GW

Kraftwerksleistung steigen die Investitionskosten auf ca. 6 Mrd. € und die Betriebskosten auf 360 Mio. €/a an.

Diese erste Grobabschätzung kann in weiteren Studien detailliert werden, bspw. unter Annahme der detaillierteren Zahlen des Gutachtens zur Rentabilität von Pumpspeicherwerken der FFE (2014) oder des Gutachtens im Rahmen des BMWi-Projektes „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung“ (Weber et al. 2014). Investitionskosten können zusätzlich in Abhängigkeit der Speicherbeckenkapazität (FFE 2014, 12) und der Wahl einer ober- oder unterirdischen Verbindung der Speicherbecken sowie verschiedener Pump- und Turbinensätze spezifiziert werden. Betriebskosten fallen für diverse Bestandteile an. Fixe Betriebskosten sind z.B. abhängig von der installierten Leistung, Zeiten für Wartung und Reparatur führen zur teilweisen zeitlichen Nichtverfügbarkeit. Dazu kommt der Verschleiß von Maschinensätzen und entsprechende Reinvestitionskosten, die in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebsartwechsel zwischen Pump- und Turbinenbetrieb geschätzt werden können (FFE 2014, 13; Weber et al. 2014, 13). Schließlich fallen Strombezugskosten für die Einspeicherung an.

Strombezugskosten

Wird das Speicherwerk als Stromspeicher des Übertragungsnetzes genutzt, gilt dieses nach StromNEV derzeit noch als Letztverbraucher. Das Gutachten der FFE (2014, 5f) beschreibt die Strompreisbestandteile, die für Pumpspeicherwerke anfallen:

- **Netzentgelte:** Grundsätzlich gelten PSW nach §14 Abs.1 StromNEV als Letztverbraucher und sind damit netzentgeltspflichtig. Es bestehen jedoch Regelungen zur Befreiung für Neuanlagen (20 Jahre) und für Nachrüstung bestehender Anlagen (10 Jahre). Die Netzentgelte werden von den Betreibern festgelegt. Die Netzentgelte der Amprion GmbH, die das Netz im Bereich Hambach betreibt liegen 2019 bei 8,03 €/kWh Leistungspreis und 1,89ct/kWh Arbeitspreis (Amprion 2019)
- **Konzessionsabgabe:** Da von einem Direktanschluss des Speicherwerks an das Höchstspannungsnetz ausgegangen werden kann und daher das kommunale Netz nicht genutzt wird, kann angenommen werden, dass Betreiber keine Konzessionsabgabe entrichten müssen.
- **Stromsteuer:** Pumpspeicher sind grundsätzlich Letztverbraucher und damit stromsteuerpflichtig. Entsprechend §9 Abs.1 Nr.2 StromStG kann Strom, der zur Stromerzeugung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, von der Stromsteuer befreit werden, was auf Pumpspeicherwerke zutrifft. Nutzt der Eigenerzeuger den Strom zum Eigenverbrauch, ist dieser stromsteuerpflichtig.
- **EEG-Umlage:** Strom der zum Zweck der reinen Zwischenspeicherung in Stromspeichern geliefert oder geleitet wird, ist von der EEG-Umlage befreit (EEG 2017 §61k).
- **Weitere Umlagen (KWK, Offshore, AbLaV, StromNEV):** diese weiteren Umlagen sind eigenständige Abgaben, die an den Letztverbrauch gekoppelt sind. Im Netz-gekoppelten Speicherbetrieb muss davon ausgegangen werden, dass Speicherstrom hiervon nicht ausgenommen ist.

Die FFE kam 2014 zu einer Summe von 1,81€/MWh an Strompreisbestandteilen für Pumpspeicher-Neuanlagen. Diese dürften 2019 aufgrund gestiegener Umlagen höher liegen. Eine detaillierte Berechnung der Strombezugskosten für das Beispielwerk erfordert eine separate Studie.

Strommärkte und Erlöse

Erlöse von Pumpspeicherwerken kommen heute aus Verkäufen auf den Spotmärkten (Day-ahead oder Intra-day) oder aus der Bereitstellung von Regenergie, ebenfalls auf Spotmärkten eingekauft wird der Speicherstrom. Zur Bestimmung der möglichen Netto-Erlöse (Erlöse abzgl. Bezugskosten) können die o.g. Märkte bzw. Kombinationen betrachtet werden. Dieses Kurzpapier kann keine Erlösmodellierung und Optimierung vornehmen.

Weber et al. (2014, 26) finden in der trilateralen Pumpspeicherstudie, dass Speicher mit einer variablen Pumpe sowie solche mit größeren Arbeitsvolumina in Deutschland, Österreich und der Schweiz höhere Deckungsbeiträge erzielen als solche mit fixierter Pumpleistung. Ein Speicher der hier vorgeschlagenen Größenordnung dürfte daher wirtschaftlicher sein, als kleinere (s. auch Sterner & Stadler 2017). Zudem werden kleinere Speicher eher in Tageszyklen bewirtschaftet während bei größeren Speichern deutlich längere Zyklen erkennbar sind.

Denkbar für das hier vorgeschlagene Speicherkonzept könnten beispielsweise verschiedene Pumpen-/Turbinensätze sein, welche für verschiedene technische Anforderungen (Lastgradienten, Wirkungsgrad, Druckdifferenzen, etc.) und damit für unterschiedliche Einsatzzwecke geeignet sind und so den Einsatz des Speichers flexibler gestalten.

Fazit Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des konkreten skizzierten Pumpspeicherwerkes kann hier nicht abschließend bewertet werden, da es dazu einer vertiefenden Studie zu Investitions- und Betriebskosten, Analyse der Höhe von Strompreisbestandteilen (auch für den Fall des Betriebs im Vor-Ort-Verbund mit Erzeugungsanlagen) sowie einer konkreten Modellierung der Erläsoptimierung bei Teilnahme an verschiedenen Märkten bedarf.

Das Gutachten der „Trilateralen Pumpspeicherstudien“ (DE/AT/CH) kommt zum Ergebnis, dass positive Deckungsbeiträge nur zu erwarten sind, wenn Speicher an den Spot- und Regenergiemärkten teilnehmen (Weber et al. 2014, 23f). Auch das Gutachten der FFE (2014) kommt in ihren Investitionsrechnungen zu dem Ergebnis, dass über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren der dort betrachtete Pumpspeicher (Investitionskosten 350 Mio. €, 300 MW Leistung, 3,5 GWh Speicher) nur auf einen positiven Kapitalwert kommt, wenn an allen Märkten gleichzeitig gehandelt wird. Ein Betrieb nur an den Day-ahead und Intraday-Märkten ist unter gegenwärtigen Bedingungen nicht wirtschaftlich.

Zu prüfen wäre, wie das Ergebnis für das hier vorgeschlagene Speicherwerk ausfiele, wenn es im Verbund mit lokalen erneuerbaren Erzeugungsanlagen betrieben wird, da sich mglw. die Gesamtwirtschaftlichkeit deutlich verbessern könnte.

7 Gegenüberstellung des Konzepts mit anderen Speicheroptionen

Über die Frage nach der Wirtschaftlichkeit hinaus ist zur Beurteilung, ob der Einsatz eines bestimmten Speichersystems für eine bestimmte Anwendung sinnvoll ist, ein Vergleich mit alternativen Speicheroptionen von Belang. In Tabelle 4 ordnen wir bezugnehmend auf Sterner & Stadler (2017, 649f) das hier vorgestellte Pumpspeicherkonzept qualitativ in andere Strom-/Energiespeichersysteme ein und vergleichen die Parameter Wirkungsgrad, kalendarische Lebensdauer, CAPEX/OPEX, Leistungsklasse, Systemkompatibilität, Flächenbedarf, gesellschaftliche Akzeptanz und den Einsatz kritischer Ressourcen. Im Anhang (Tabelle 5) sind konkrete Werte zu Bandbreiten aus gleicher Quelle gelistet.

Tabelle 4 Multikriterieller Vergleich von Tagebau-Pumpspeicher mit anderen Optionen

		Wirkungsgrad (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung)	Kalendarische Lebensdauer	CAPEX	CAPEX	OPEX	Übliche Speicherkapazität pro Anlage (grobe Schätzung)	Systemkompatibilität/Infrastrukturbedarf***	Flächenbedarf an der Erdoberfläche	Gesellschaftliche Akzeptanz	Einsatz kritischer Ressourcen
Einheit		%	a	€/kW	€/kWh*	€/kWh	Größenordnung	(-1 bis +1)			
Mechanische Energiespeicher	PSW Tagebau	78	80	1500	??	??	GWh	1	1	0	1
	Pumpspeicher konv.	78	80	1500	110	0,08	MWh-GWh	-1	-1	-1	1
	Druckluft (CAES)	60	40	1000	60	0,135	MWh-GWh	0	0	0	1
	Schwungmassen	88	k.A.	250	1637,5	1	kWh-MWh	1	1	1	1
Elektrische Energiespeicher	Spulen, Kondensatoren	90	20	200	20000	k.A.	Wh-kWh	1	1	1	1
Elektrochemische Energiespeicher	Batteriespeicher (Li, PbS, Ni, NaS, Redox-Flow)	85	15	800	550	0,415	kWh-MWh	1	1	1	-1
Chemische Energiespeicher	Power-to-Gas, PtL, PtC	55	20	k.A.	k.A.	**	GWh-TWh	0	0	1	0
Thermische Energiespeicher	PtH, sensibel, latent, thermochemisch	80	k.A.	120	40	0,3	kWh-GWh	1	1	1	1

* Investitionskosten in €/je installierter kWh Speicherkapazität.

** Für Power-to-Gas liegen Gestehungskosten bei ca. 0,26-0,50€. Diese sind jedoch nicht vergleichbar mit Kosten je installierter Speicherkapazität und daher hier nicht abgetragen.

*** Kompatibilität mit bestehender Energieversorgungsinfrastruktur und Bedarf/Aufwand zur Errichtung neuer Infrastruktur

Die Felder sind von Orange (schlechtester Wert) bis Grün (bester Wert) eingefärbt. Einschätzung zu standardmäßig erwartbaren Werten, basierend auf Bandbreiten s. Tabelle 5 im Anhang. Für Kriterien der rechten drei Spalten erste Einschätzung auf Skala -1 bis +1.

Mit einem erwartbaren Wirkungsgrad von ca. 78 % (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung) liegen Pumpspeicher verglichen mit anderen Speicheroptionen im oberen Mittelfeld. Aufgrund nicht-idealer Länge der Triebwasserleitungen sowie eventueller zusätzlicher Speicherverluste durch Sickerwasser im Tagebau wurde der Wirkungsgradbereich des vorliegenden Konzeptes für eine erste Abschätzung jedoch konservativ mit 50-80 % teilweise deutlich darunter gewählt. Mit kalendarischen Lebensdauern der Gesamtanlage von 80 Jahren und mehr sind sie die mit Abstand dauerhaftesten derzeit verfügbaren Speichermöglichkeiten während ihre Investitionskosten mit 1500 €/kW aufgrund der geringen Energiedichte und des damit verbundenen großen baulichen Aufwands vergleichsweise hoch ausfallen. Daraus resultiert ein langer Investitionsrückfluss. Nur große Anlagen sind dadurch wirtschaftlich

zu realisieren. Die Speicherkapazität üblicher Pumpspeicher liegt im MWh- bis unteren GWh-Maßstab und ist damit verglichen mit anderen Speichern vergleichsweise hoch. Im hier vorgestellten Konzept können dagegen sehr große Kapazitäten von mehreren hundert GWh realisiert werden, die lediglich mit chemischen Speichern (PtG/PtL) übertroffen werden können.

Bei der Betrachtung der Systemkompatibilität ist anzumerken, dass Pumpspeicher grundsätzlich sehr gut ins Energiesystem (Stromsystem) eingebunden werden können. Aufgrund eines in Deutschland und Europa fast vollkommen ausgeschöpften ökologischen und technischen Potenzials u.a. durch geografische Beschränkungen und hohe Umweltstandards, langen Genehmigungsverfahren und zunehmendem Wettbewerb mit anderen Speicheroptionen sind neue Pumpspeicher nur noch schwer umzusetzen. Diese Nachteile gelten jedoch nicht für das hier vorgestellte Konzept. Positiv hinsichtlich der Systemkompatibilität ist für Pumpspeicher generell anzuführen, dass es sich um ausgereifte und etablierte Technik mit geringer Selbstentladung und niedrigen Speicherkosten handelt, welche teilweise auch als Langzeitspeicher einsetzbar ist und sich dadurch von den meisten anderen Speicheroptionen abhebt.

Im hier vorgestellten Konzept werden bereits aufgeschlossene Tagebaue umgenutzt, wodurch einer der Hauptnachteile der Pumpspeichertechnik, der hohe Flächenverbrauch, außer Kraft gesetzt wird. Dies entkräftet auch weitgehend den Nachteil großer gesellschaftlicher Widerstände gegen konventionelle Pumpspeicher-Neubauten. Andererseits bestehen auch für die Nachnutzung der Tagebauflächen Konzepte (bspw. das Konzept „indeland“ der Anrainerkreise und –Gemeinden des Tagebaus Inden). Die gesellschaftliche Akzeptanz für Nutzung als Pumpspeicher ist also zu untersuchen.

Abschließend werden für Pumpspeicher keine kritischen Ressourcen benötigt, wie seltene Erden, Schwermetalle oder stark begrenzt vorhandene Elemente wie bspw. Lithium. Dies ist als vorteilhaft beispielsweise gegenüber Batteriespeicherkraftwerken einzuschätzen ist.

8 Fazit

Die technische Machbarkeit von Pumpspeicherwerken in Restlöchern von Braunkohletagebauen scheint gegeben, die Technologie ist ausgereift und verfügbar. Wie auch bei „konventionellen“ Pumpspeicherwerken ist die Wirtschaftlichkeit zum heutigen Zeitpunkt und im heutigen Strommarkt jedoch fraglich. Für das hier vorgeschlagene Konzept lohnt sich aufgrund der enormen Speicherkapazitäten jedoch eine detailliertere Prüfung der technischen, ökologischen und rechtlichen Machbarkeit sowie der Akzeptanz in der Öffentlichkeit, wie auch eine genauere Untersuchung der beiden Varianten ober- und unterirdisch mit ihren Implikationen (oberirdisch: geringere Investitionen, aber geringerer Wirkungsgrad und damit geringerer Einnahmen).

Zudem ist eine genauere Prüfung der Wirtschaftlichkeit notwendig: das Ergebnis für das vorgeschlagene Konzept kann anders ausfallen als bisherige Gutachten zu Pumpspeichern, da

- Rahmenbedingungen sich ggf. unterscheiden (Anpassung Umlagen, Befreiungsmöglichkeiten, Entwicklung Strompreise)
- Investitions- und Betriebskosten ggf. anders ausfallen (Skaleneffekte, bereits vorhandene Speicherbecken)
- Ggf. Betrieb im Verbund mit Erzeugungsanlagen zu betrachten ist, womit die Wirtschaftlichkeit des Gesamtverbunds gesteigert wird

Zur Einschätzung der Umsetzbarkeit ist ein rechtliches Gutachten notwendig, das die erforderlichen eigentums- und genehmigungsrechtlichen Schritte prüft.

Ebenfalls zu prüfen ist, welche zusätzlichen Fördermöglichkeiten bestehen, etwa im Rahmen der EU-„Connecting Europe Facility“, die auch Pumpspeicher umfasst oder der „Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ vom April 2012.

9 Literaturverzeichnis

- Amprion (2019): Entgelte der Amprion GmbH gültig ab 01.01.2019.
<https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzentgelte/Entgelte/Entgelte-Amprion-g%C3%BCltig-ab-01-01-2019-deutsche-Version.pdf>
- Adamek, Franziska; Andrup, Thomas; Glaunsinger, Wolfgang; Kleimeier, Martin; Landinger, Hubert; Leuthold, Matthias et al. (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE-Studie. Frankfurt am Main.
- BMWi 2019. Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes.
- Deutscher Bundestag (2017): Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 083/16.
<https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>.
- Energy Brainpool (2018): Substitution der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier durch Erneuerbare Energien. Wirtschaftlichkeit und Systemauswirkungen.
<https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Rosengarten/Energy-Brainpool-Gutachten.pdf>
- FFE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken.
https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf
- Forschungszentrum Jülich (2012): Unkonventionelle Energiespeicher. STE research report.
http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/research_reports/2012/report_03_2012.pdf?__blob=publicationFile
- Giesecke, Heimerl, Mosonyi (2014): Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 6. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg; doi: 10.1007/978-3-642-53871-1
- Greenpeace Energy (2018): Greenpeace Energy will RWE-Braunkohlesparte bis 2025 stilllegen und durch Erneuerbare ersetzen. <https://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/greenpeace-energy-will-rwe-braunkohlesparte-bis-2025-stilllegen-und-durch-erneuerbare-ersetzen.html>
- Pape, Carsten; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim; Maaz, Andreas et al. (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Endbericht. Online verfügbar unter
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-et al_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf

- Patent DE 000019513817 B4. Erteilt 2004. Pumpspeicherwerk, dadurch gekennzeichnet, dass das obere und untere Speicherbecken in einer bestehenden oder ausgeräumten Braunkohlelagerstätte angeordnet sind.
- Schneidewind, Uwe, Wuppertal Institut (2018): Die Große Transformation: Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels. Forum für Verantwortung. Fischer.
- Schulz, Detlef (2009): Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestflöchern ehemaliger Braunkohlereviere. Präsentation Forum Netzintegration, Deutsche Umwelthilfe, Berlin, 30.09.2009.
- Siol, Ursula (2018). ETC Energietechnik. Auskunft an die Autoren per Mail.
- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hg.) (2017): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg.
- Thema, Martin; Sterner, Michael; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp (2016): Necessity and Impact of Power-to-gas on Energy Transition in Germany. In: Energy Procedia 99C, S. 392–400. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.129.
- Weber, Alexander; Beckers, Thorsten; Feuß, Sebastian; von Hirschhausen, Christian; Hoffrichter, Albert; Weber, Daniel (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/trilaterale-studie-zu-pumpspeicherkraftwerken-deutschland-oesterreich-schweiz-gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=3

10 Anhang

Tabelle 5 Multikriterieller Vergleich von Speicheroptionen (Bandbreiten)

Optionen Speicherklassifikation und Werte nach Sterner, Stadler et al. 2017 (Kap. 12, S. 645 ff.)	Einheit	PSW Tagebau	in %	in a	in €/kW	in €/kWh*	in €/kWh	Größenordnung	Systemkompatibilität/ Infrastrukturbedarf***	Flächenbedarf an der Erdoberfläche	Gesellschaftliche Akzeptanz	Einsatz kritischer Ressourcen
Mechanische Energiespeicher		Pumpspeicher konv.	82 (wie konv.)	100 (wie ko)	1500	??	???	420 (230-370)	1	1	0	1
		Druckluft (CAES)	70-82	40-100	550-2040	40-180	0,08	0 MMWh - 10 GW	-1	-1	-1	1
			40-68 (95)	40	340-1145	40-80	0,01-0,26	00 MMWh - 2 GW	0	0	0	1
		Schwingungsmassen	83-93	k.A.	125-275	650-2625	1	1 kWh - 3 MMWh	1	1	1	1
Elektrische Energiespeicher		Spulen, Kondensatoren	90-95	10...30	125-915	5150-7567d	k.A.	bis kWh - Bere	1	1	1	1
Elektrochemische Energiespeicher		Batteriespeicher (Li, PbS, Ni, NaS, Redox-Flow)	70-97	10...17	170-1790	90-1100	0,07-0,76	0 kWh - 80 MW	1	1	1	-1
Chemische Energiespeicher		Power-to-Gas, PtL, PtC	17-80	10...30	1585-7000	k.A.	**	0 GW/h - 50 TW	0	0	1	0
Thermische Energiespeicher		PtH, sensibel, latent, thermochemisch	45-100	k.A.	80-160	0,2-100	0,1-0,5	0 kWh - 3 GW/h	1	1	1	1

* Investitionskosten in € je installierter kWh Speicherkapazität.

** Für Power-to-Gas liegen Gestehungskosten bei ca. 0,26-0,50€. Diese sind jedoch nicht vergleichbar mit Kosten je installierter Speicherkapazität und daher hier nicht abgetragen.

*** Kompatibilität mit bestehender Energieversorgungsinfrastruktur und Bedarf/Aufwand zur Errichtung neuer Infrastruktur

Danksagung

Wir danken unseren Vorgesetzten und Kollegen für ihre Begutachtung und Unterstützung dieser Arbeit: Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick (WI), Prof. Dr. Michael Sterner (OTH), Dr. Stefan Thomas (WI), Oliver Wagner (WI) und Franz Bauer (OTH) und Christine Krüger (WI).